

**Л.М. УЛЬЕВ**, докт. техн. наук, проф., НТУ «ХПИ»,  
**О.И. ХИМИЧ**, студентка, НТУ «ХПИ»

## **ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЙ ПОТЕНЦИАЛ И ИНТЕГРАЦИЯ ПРОЦЕССА ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ДЕВОНСКОЙ НЕФТИ**

У даній роботі проведено обстеження установки переробки Девонської нафти нафти АВТ 3, визначені потоки, які будуть використані під час теплової інтеграції процесу. Аналіз схеми, що існує, показав, що в даний час в теплообмінній системі установки значна частина теплової енергії передається між теплоносіями в умовах перехресного теплообміну та перенесенні теплової енергії через пінч. Для схеми, що існує та інтегрованої схеми збудовані сіткові діаграми і проведені розрахунки споживаної теплоти, за допомогою яких була визначена точка пінчу та оптимальні параметри найвигіднішої роботи схеми

В данной работе проведено обследование установки переработки девонской нефти нафти АВТ 3, определены потоки, которые будут использованы при тепловой интеграции процесса. Анализ схемы, которая существует, показал, что в настоящее время в теплообменной системе установки значительная часть тепловой энергии передается между теплоносителями в условиях перекрестного теплообмена и переносе тепловой энергии через пинч. Для схемы, которая существует и интегрированной схемы построены сетевые диаграммы и проведены расчеты потребляемой теплоты, с помощью которых была определена точка пинча и оптимальные параметры самой выгодной работы схемы

This paper examined the installation process Devonian oil AVDU 3, defined flows that will be used during the thermal integration process. Analysis of schemes that exist, showed that at present in heat-exchange system install much of the heat energy is transferred between the coolant in a cross heat exchange and heat transfer through the pinch. For schemes that exist and integrated circuits built mesh diagrams and calculations of heat consumption by means of which was determined by the pinch point and the optimum parameters of the best schemes

**Постановка проблемы.** Украина располагает масштабным недоиспользуемым потенциалом энергосбережения, который по способности решать проблему обеспечения экономического роста страны сопоставим с приростом производства всех первичных энергетических ресурсов. Энергоемкость украинской экономики существенно превышает в расчете по паритету покупательной способности аналогичный показатель в США, в Японии и развитых странах Европейского Союза. Для действующих предприятий нефтепереработки и нефтехимии, большинство из которых запущены в эксплуатацию в 60-70-х годах прошлого столетия, применение пинч-технологии позволяет достичь снижения потребления энергоресурсов и, соответственно, финансовых платежей за них, на 30...50%, а в ряде случаев по отдельным установкам до 70%.

**Анализ последних исследований и публикаций.** Нехватка энергии может стать существенным фактором сдерживания экономического роста страны. По оценке, до 2015 года темпы снижения энергоемкости при отсутствии скоординированной государственной политики по энергоэффективности могут резко замедлиться. Это может привести к еще более динамичному росту спроса на энергоресурсы внутри страны. Запасов нефти и газа в Украине не достаточно, а увеличение объемов добычи углеводородов и развитие транспортной инфраструктуры требуют значительных инвестиций [1].

Существует два пути решения возникшей проблемы: первый - крайне капиталоемкий путь наращивания добычи нефти и газа и строительства новых объектов электрогенерации; второй - существенно менее затратный, связанный с обеспечением экономического роста в стране за счет повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов. Следует отметить, что на практике необходим симбиоз первого и второго вариантов с несомненным приоритетом энергоэффективности. Пути и методы использования возможностей энергосбережения и снижения техногенной нагрузки известны, и в последние два десятилетия получили широкое распространение в индустриально развитых странах [2]. Прежде всего, это методы интеграции процессов и, в частности, метод пинч-анализа. Пинч-анализ используется для определения целевых значений стоимости энергии, которая потребляется химико-технологической системой (ХТС) и необходимых инвестиций в создание теплообменной системы, которая и выполняет энергосберегающие функции.

Срок окупаемости проектов по реконструкции, разработанных с использованием метода пинч-анализа, не превышает 2-х лет [3]. Применение пинч-метода позволяет добиться существенной финансовой экономии за счет минимизации использования внешних энергоносителей, как подводящих энергию, так и отводящих, путем максимального применения рекуперации теплоты в рамках рассматриваемой энерготехнологической системы. При этом данный метод позволяет минимизировать теплообменную поверхность и количество теплообменных единиц, оптимизировать перепад давления в сети и размещение силовых установок, минимизировать количество сточных вод и эмиссию углекислого газа. В

случае модернизации существующих производств, пинч-технологии позволяют максимально использовать уже установленное оборудование, но в новых рабочих сетях, что снижает инвестиции в реконструкцию.

**Описание процесса перегонки нефти.** Установки первичной переработки нефти составляют основу всех НПЗ (нефтеперерабатывающих заводов). На них производятся практически все компоненты топлив, смазочных масел, сырья, для вторичных процессов и для нефтехимических производств [4, 5]. От работы АВТ (атмосферно-вакуумной трубчатки) зависят выход и качество компонентов топлив и смазочных масел, а также технико-экономический показатель последующих процессов переработки нефтяного сырья. Проблемам повышения эффективности работы и интенсификации установок АВТ всегда уделяется особое внимание. Функциональной единицей НПЗ является технологическая установка – производственный объект с набором оборудования, что позволяет осуществить полный цикл того или другого технологического процесса [6-9]. Сырая нефть содержит соли, которые вызывают сильную коррозию технологического оборудования. Для их удаления нефть, которая поступает из сырьевых емкостей, смешивается с водой, в которой соли растворяются, и поступает на ЭЛОУ – электрообессоливающую установку. Процесс обессоливания осуществляется в электродегидраторах – цилиндрических аппаратах со смонтированными внутри электродами [10]. Под воздействием тока высокого напряжения (25 кВт и больше), смесь воды и нефти (эмульсия) разрушается, вода собирается внизу аппарата и откачивается.

Обессоленная нефть из ЭЛОУ поступает на установку атмосферно-вакуумной перегонки нефти, которая на НПЗ обозначается аббревиатурой АВТ, – атмосферно-вакуумная трубчатка. Такое название обусловлено тем, что нагрев сырья перед разделением его на фракции, осуществляется в змеевиках трубчатых печей за счет тепла сжигания топлива и тепла дымовых газов. АВТ разделена на три блока – атмосферный, вакуумный и блок стабилизации бензина.

Атмосферная перегонка предназначена для отбора светлых нефтяных фракций – бензиновой, газовой и дизельной, таких, которые выкипают до 360 °С, потенциальный выход которых составляет 45-60 % на нефть. Остаток атмосферной перегонки – мазут.



Вакуумная перегонка предназначена для отбора из мазута масляных дистиллятов на НПЗ топливно-масляного профиля, или широкой масляной фракции (вакуумного газойля), на НПЗ топливного профиля. Остатком вакуумной перегонки является гудрон.

Обычно в бензиновой фракции, получаемой на АВТ содержатся растворенные газы. Поэтому ее поддают физической стабилизации в ректификационной колонне. Качество стабильного бензина контролируют по содержанию в нем суммы изобутана и н-бутана.

Вся установка очень большая (рис.1), потому для интеграции было взято лишь её часть. А именно: схема рекуперации тепловой энергии, подогрев нефти после электродегидраторов, подогрев низа основной колонны К-2 и охлаждение паров колонн К-1, К-2.

**Экстракция технологических данных.** В данной работе анализируется энергопотребление на установке первичной переработки Девонской нефти АВТ 3. Сбор данных, необходимых для расчета материального и теплового балансов, осуществлялся путем прямых измерений температур и расходов потоков на оборудовании с помощью расходомеров, стационарных и переносных термометров. В ходе такого обследования установки были получены данные, приведенные ниже. Для интеграции была рассмотренная часть установки, которая включает 16 потоков.

Сырая нефть. Направляется из сырьевых резервуаров через группу теплообменников на обессоливание.  $T_{нач}=10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{кон}=113.5^{\circ}\text{C}$ , расход - 99,2 кг/ч.

Обессоленная нефть. Направляется из электродегидраторов через группу теплообменников в колонну К-1.  $T_{нач}=105^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{кон}=320^{\circ}\text{C}$ , расход – 91,53 кг/ч.

Пары верха колонны К-1.  $T_{нач}=160^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{кон}=80^{\circ}\text{C}$ , расход- 9,15 кг/ч.

Пары верха колонны К-2.  $T_{нач}=150^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{кон}=70^{\circ}\text{C}$ , расход- 13,73 кг/ч.

ВЦО К-2.  $T_{нач}=150^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{кон}=50^{\circ}\text{C}$ , расход- 4,56 кг/ч.

ВЦО К-7.  $T_{нач}=170^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{кон}=70^{\circ}\text{C}$ , расход- 2,8 кг/ч.

СЦО К-2.  $T_{нач}=220^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{кон}=120^{\circ}\text{C}$ , расход- 5,85 кг/ч.

СЦО К-7.  $T_{нач}=270^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{кон}=180^{\circ}\text{C}$ , расход- 12,4 кг/ч.

НЦО К-2.  $T_{нач}=320^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{кон}=225^{\circ}\text{C}$ , расход-16,01 кг/ч.

НЦО К-7.  $T_{нач}=330^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{кон}=230^{\circ}\text{C}$ , расход- 10,45 кг/ч.

Гудрон  $> 550^{\circ}\text{C}$ . Продукт К-7.  $T_{нач}=340^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{кон}=160^{\circ}\text{C}$ , расход- 37,24 кг/ч.

Фракция 180-230°C. Выходит боковым продуктом в жидком виде из колонны К-2. Используется как компонент летнего дизельного топлива.  $T_{\text{поч}}=200^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{\text{кин}}=65^{\circ}\text{C}$ , расход – 5,85 кг/ч.

Фракция 230-360°C. Выходит боковым продуктом в жидком виде из колонны К-2. Используется как компонент летнего дизельного топлива.  $T_{\text{уфх}}=320^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{\text{кжу}}=110^{\circ}\text{C}$ , расход – 16,01 кг/ч.

Фракция 360-450°C. Продукт К-7.  $T_{\text{нач}}=260^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{\text{кон}}=100^{\circ}\text{C}$ , расход – 12,40 кг/ч.

Фракция (Фр.) 450-550°C. Продукт К-7.  $T_{\text{нач}}=320^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{\text{кон}}=100^{\circ}\text{C}$ , расход – 12,40 кг/ч.

**Определение энергосберегающего потенциала для существующего процесса.** Используя результаты изучения технологической схемы, регламента, материальный баланс установки, составляется таблица 1 потоковых данных.

Таблица 1

Система потоков для анализа энергопотребления установки переработки Девонской нефти

Название потока	Тип	$T_s$ , °C	$T_t$ , °C	M, кг/с	$C$ , кДж/(кг·K)	$CP$ , кВт/K	$\Delta H$ , кВт	$\alpha$ , кВт/(м <sup>2</sup> ·K)
ВЦО К-2 10%	г	150	50	4,56	4,57	20,832	20832	0,5
ВЦО К-7 21,5%	г	170	70	2,8	6,9	19,331	1933,1	0,5
СЦО К-2	г	220	120	5,85	14,15	82,77	8277	0,5
СЦО К-7	г	270	180	12,4	5	61,99	5579	0,5
НЦО К-2	г	320	225	16,01	3,74	59,96	5696	0,5
НЦО К-7	г	330	230	10,45	1,97	20,62	2062	0,5
Гудрон >550°C	г	340	160	37,24	2,7	100,55	18099	0,2
Фр. 180-230°C	г	200	65	5,85	2,1	12,34	1666	0,5
Фр. 230-360°C	г	320	110	16,01	3,97	63,61	13358	0,4
Фр. 360-450°C	г	260	100	12,4	4,56	56,51	9041	0,4
Фр. 450-550°C	г	320	240	10,46	1,88	19,7	1576	0,3
Пары верха К-1	г	160	80	9,15	2,5	22,88	1830	0,7
Пары верха К-2	г	150	70	13,73	2,5	34,32	2746	0,7
Нефть до ЭД	х	10	113,5	99,2	2,1	208,32	21561	0,3
Нефть после ЭД	х	105	320	91,53	2,65	242,55	54574	0,3
Питание К-2	х	320	380	83,85	2,9	243,16	14590	0,6

В целом, в распоряжении есть 13 горячих технологических потоков и 3 холодных потоков с определенными потовыми данными. Используя

данные, полученные при обследовании установки, строим сеточную диаграмму процесса первичной переработки нефти, как показано на рис. 2.

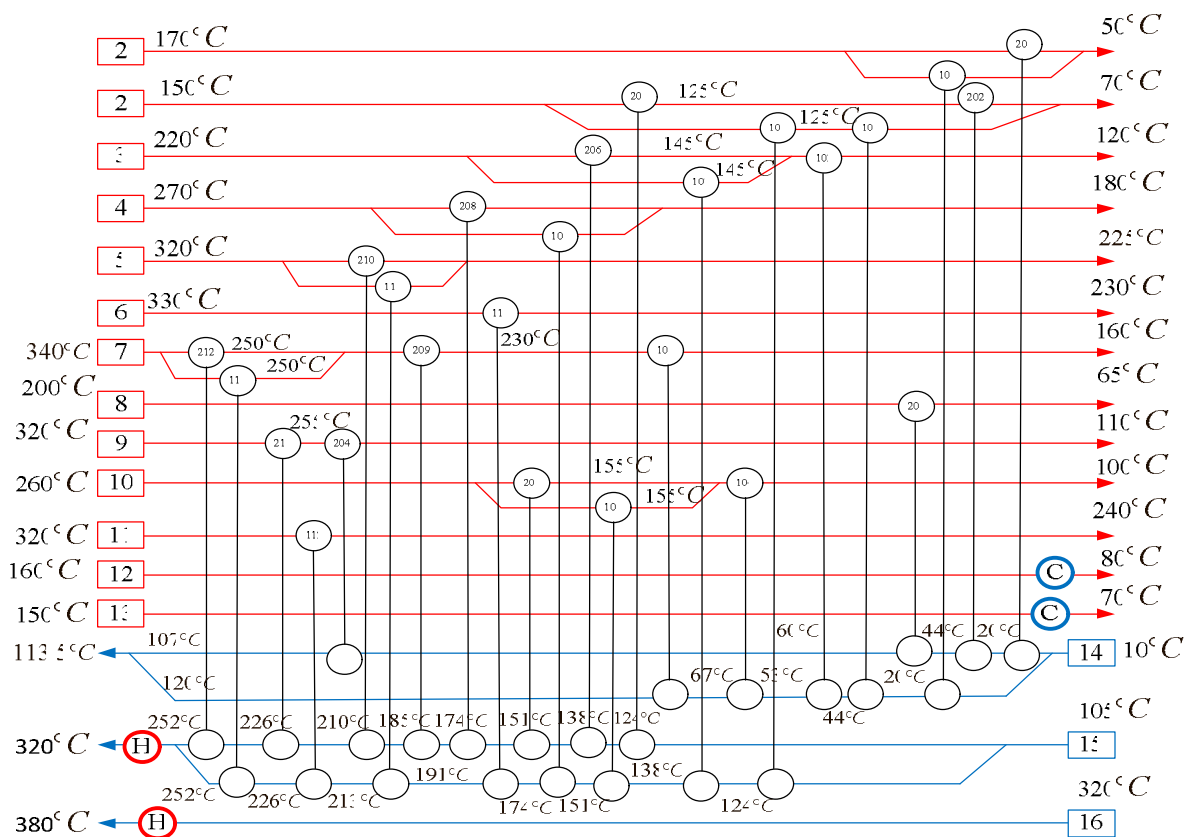


Рис. 2. Сеточная диаграмма для существующего процесса; 1–13 – горячие потоки, 14–16 – холодные потоки

После определения и суммирования тепловых нагрузок всех теплообменных аппаратов получено мощность рекуперации на холодных потоках, 57 213,48 кВт и на горячих – 69 3773,23 кВт. Разница ( $\approx 12$  МВт) выходит при отсутствии изоляции на теплообменниках. Поэтому для расчетов были взяты среднее значение, как есть равна 63 295,36 кВт.

Используя данные таблицы. 1 и сеточной диаграммы, строим на энтальпийно-температурной диаграмме горячую и холодную составляющие кривые выбранной системы технологических потоков. Расположение кривых должно быть таким, чтобы интервал перекрытия между ними составлял рассчитанную величину рекуперации мощности, как показано на рис. 3. Проекция горячей составляющей кривой на энтальпийную ось (абсцисс) показывает значение тепловой мощности, которую

возможно отвести от системы горячих потоков и использовать для подогрева холодных технологических потоков.

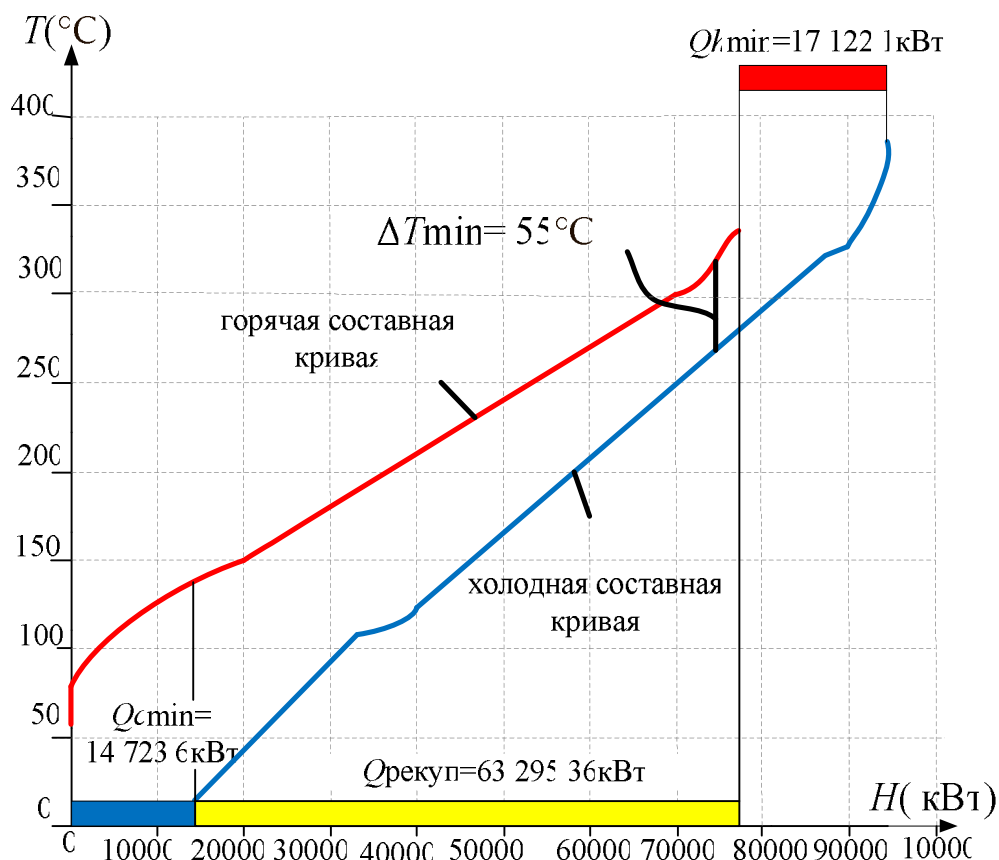


Рис. 3. Составные кривые для существующего процесса переработки нефти

Эта величина составляет 17122,1кВт. Аналогично, проекция холодной составленной кривой на энтальпийную ось показывает значение мощности, которую необходимо подвести к холодным потокам, она составляет 14 723,6кВт. Величину рекуперации энергии показывает зона перекрытия кривых. Это значение на диаграмме кривых составляет 63 295,36 кВт. Наименьшее расстояние между кривыми на оси ординат (температурная ось) называется областью пинча выбранной системы технологических потоков. В данном случае пинч локализуется на температурах:  $T_{\text{гор}} = 320^{\circ}\text{C}$  и  $T_{\text{хол}} = 265^{\circ}\text{C}$ . Разница температур в области пинча равна  $55^{\circ}\text{C}$ . Эта разница была бы минимальной между теплоносителями в теплообменном оборудовании, если бы выполнялись условия вертикального теплообмена. Однако в данной теплообменной системе значительная часть тепловой энергии передается в условиях перекрестного теплообмена и при переносе тепловой энергии через пинч. Из-за



этого не может быть обеспечено достижение целевых энергетических значения. На рис. 4 показана сеточная диаграмма для процесса с нанесенной линией пинча.

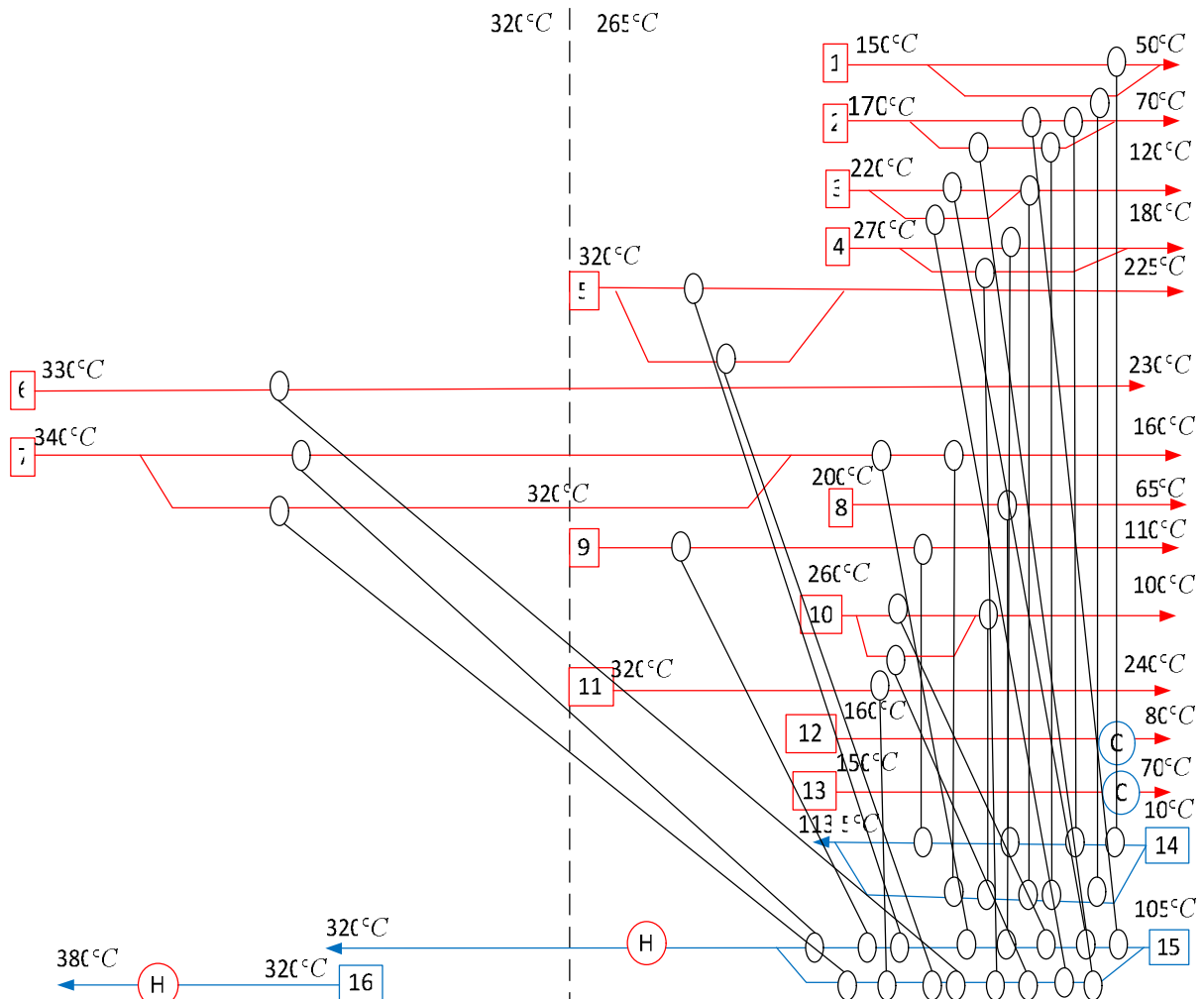


Рис. 4. Сеточная диаграмма с нанесенной линией пинча: 1-13 – горячие потоки, 14-16 – холодные потоки

Используя данные из табл. 1 и сеточной диаграммы, строим на энтальпийно-температурной диаграмме горячую и холодную составляющие данной системы технологических потоков для  $\Delta T_{\min} = 8$ , (именно такую разницу температур мы выбираем с помощью программы Hint, которая выбирает наиболее рациональное значение). Для этого сдвигаем полученные составные кривые таким образом, чтобы интервал  $\Delta T_{\min} = 8$  (рис. 5).

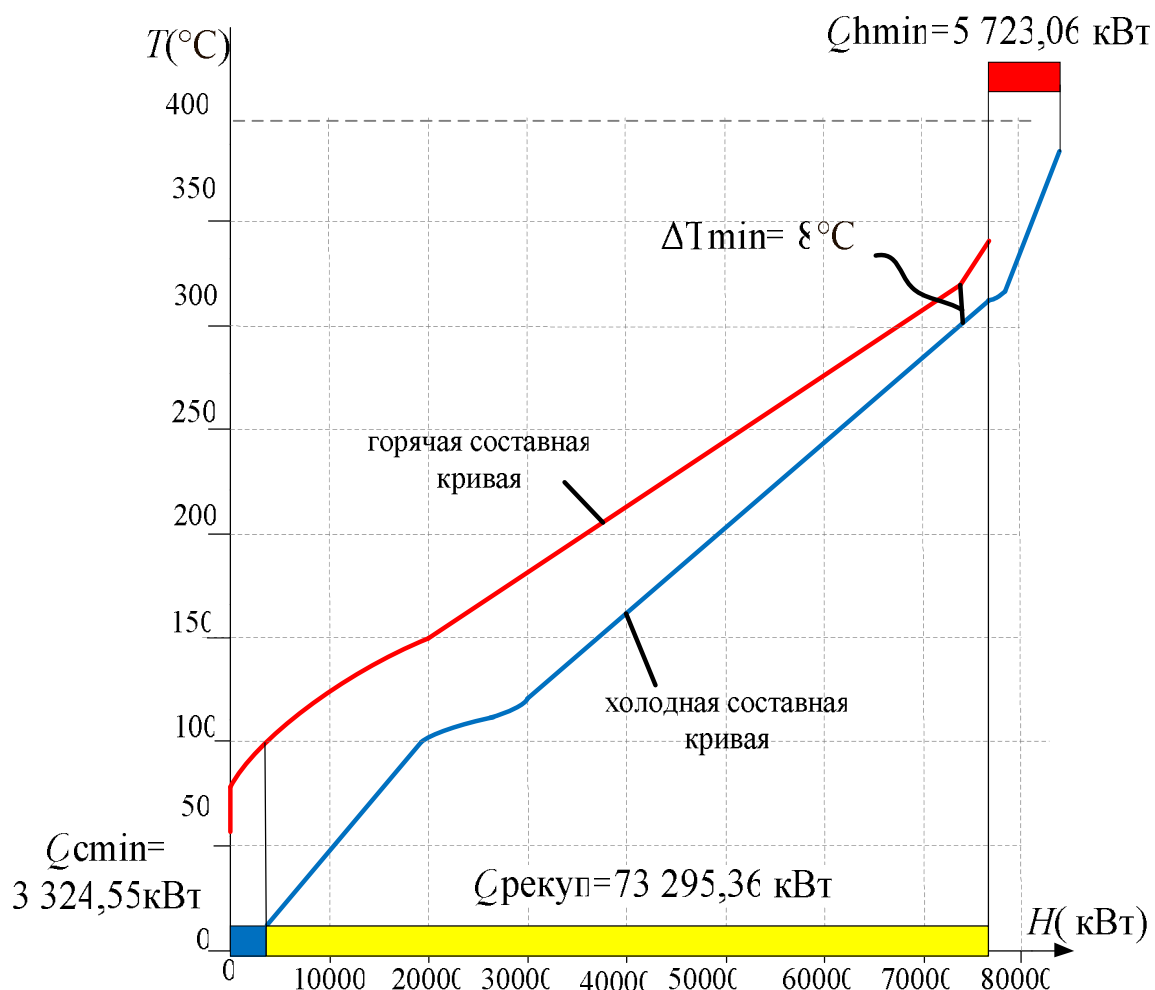


Рис. 5. Составные кривые, построенные для  $\Delta T_{\min} = 8^{\circ}\text{C}$

Составные кривые содержат большой объем информации о системе технологических потоков, утилитной системе и эффективности использования тепловой энергии, в процессе. Проекция горячей составляющей кривой на энтальпийную ось (абсцисс) показывает значение тепловой мощности, которую возможно отвести от системы горячих потоков и использовать для подогрева холодных технологических потоков. Эта величина составляет значение  $5\,723,06 \text{ кВт}$ . Проекция холодной составленной кривой на энтальпийную ось показывает значение мощности, которую необходимо подвести к холодным потокам для выполнения процесса первичной переработки нефти на установке АВТ 3, она составляет  $3\,324,55 \text{ кВт}$ .

Пинч локализуется на температурах:  $T_{гор} = 320^{\circ}\text{C}$  и  $T_{хол} = 312^{\circ}\text{C}$ . Горячие утилиты уменьшаются приблизительно на 11 399,04 кВт, а холодные – на 11 399,05 кВт.

Используя полученные данные, строим новую сеточную диаграмму (рис. 6). При проектировании новой схемы, необходимо придерживаться  $CP$ ,  $N$  и  $\Delta T_{min}$  правил, а также запретить перенос теплоты через пинч.

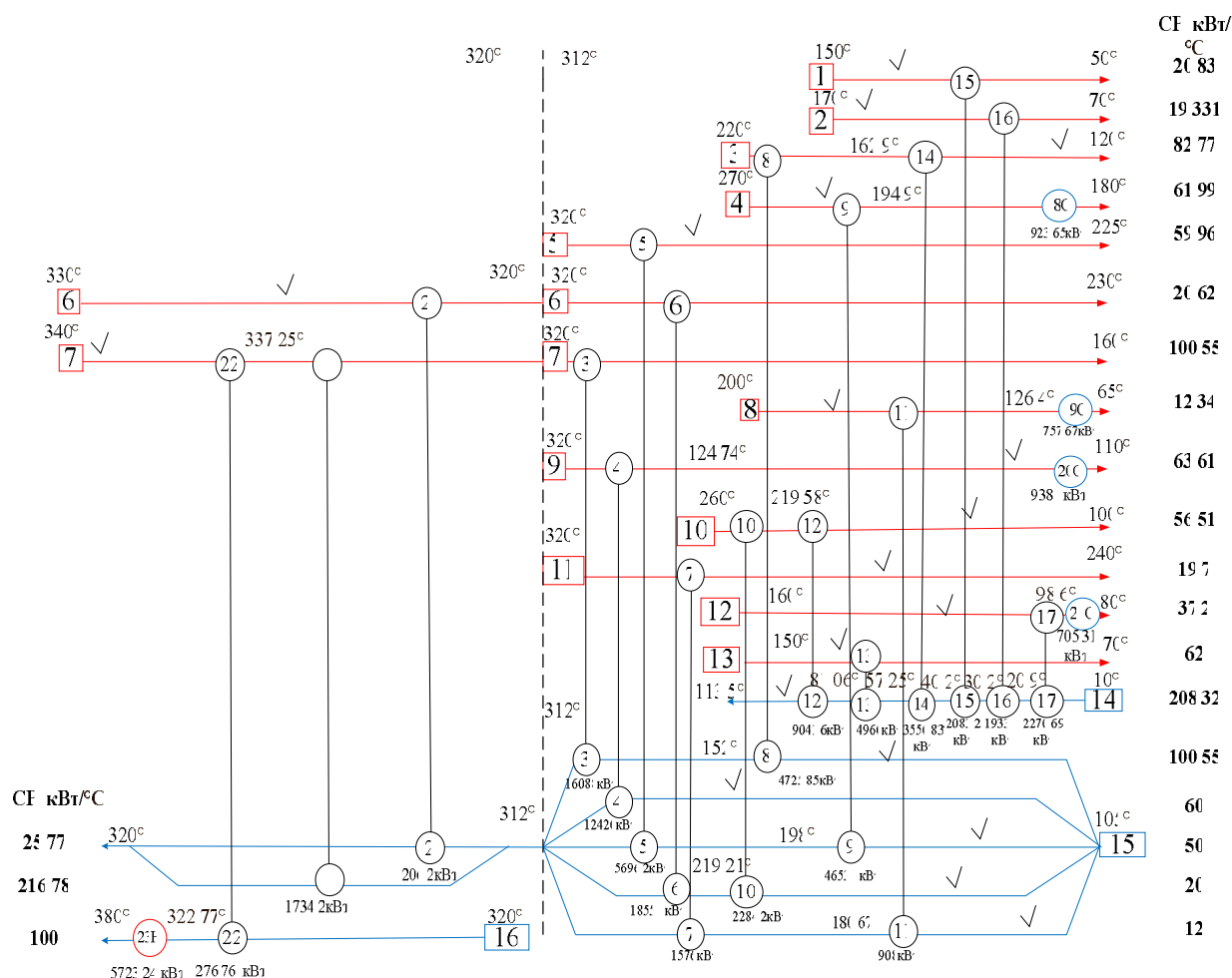
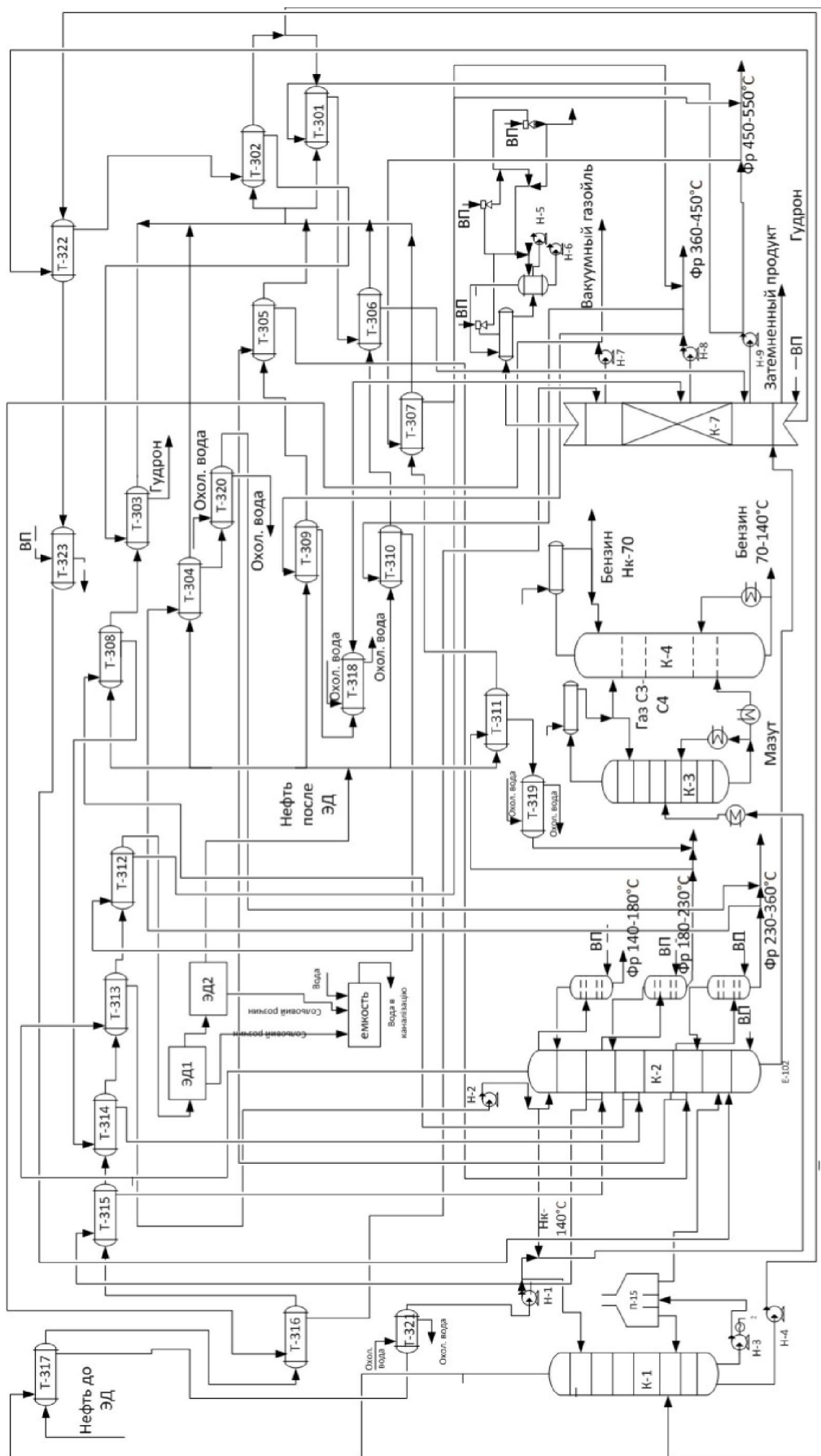


Рис. 6. Сеточная диаграмма для интегрированного процесса: 1-13 – горячие потоки, 14-16 – холодные потоки,  $CP$ - потоковая теплоемкость

Благодаря расчету пинча и построению диаграммы составных кривых процесса можно создать проект реконструкции установки и переоборудовать схему первичной переработки Девонской нефти на установке АВТ 3, как показано на рис 7.



ЭД1, ЭД2 - электродвигатели; Т - кожухотрубный теплообменный аппарат; Н - насос; П - печь; К-1 – отбензинивающая колонна; К-2, К-3, К-4 – тарелчатая колонна; К-7 – насадочная колонна под давлением выше атмосферного; ВП – вторичный пар; Охл. вода – охлаждающая вода;

Рис. 7. Схема реконструкции установки первичной переработки нефти

**Выводы.** В результате обследования процесса первичной переработки Девонской нефти были выявлены недостатки существующей теплообменной системы, которые приводят к увеличению энергопотребления. На основе расчетов составлена принципиальная энерготехнологическая схема проекта реконструкции, внедрение которой позволит снизить удельное энергопотребление горячих утилит на 11399,04 кВт, а холодных – на 11399,05 кВт, что составляет 65,58% за горячими утилитами и 77,42 % за холодными утилитами. Согласно экономическим расчетам, потенциал энергосбережения составляет 12361609,7 грн на год. Срок окупаемости предложенного проекта реконструкции составит приблизительно 1 год.

**Список литературы:** 1. Сайт энергосберегающих технологий [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://energo.kiev.ua/> . 2. Методичні вказівки для вивчення учбових матеріалів по розділу «Пінч-аналіз» за курсом «Вступ до спеціальності» для студентів хіміко-технологічних спеціальностей усіх форм навчання / Товажнянський Л.Л., Ульянов Л.М. – Х: НТУ «ХПІ», 2010. – 40 с. 3. Сайт аудиторско-консалтинговой группы «СВ-Аудит» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.sv-audit.ru/services/energy/3/>. 4. Plesu V. Catalytic, reforming plant simulation for energy saving and rational use of hydrogen / Plesu V., Baetens D., Bumbac G. // 1<sup>st</sup> Conference on process integration, modeling and optimization for energy saving and pollution reduction. PRES'01. Chemical engineering translations, 2001. – Vol. 2. – p. 489-492. 5. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа / А.К. Мановян. – М.: Химия, 2001. – 569 с. 6. Tovazhneanski L.L. Energy Integration of the Early Crude Oil Unit with Take Into Different regime / L.L. Tovazhneanski, P.A. Kapustenko, L.M. Ulyev, S.A. Boldyryev, M.V. Tarnovsky // Chemical Engineering Transaction. – 2005 – Vol. 7. – p. 103–108. 7. Товажнянський Л.Л. Повышение энергетической эффективности установки первичной переработки нефти с помощью методов Пинч-анализа / Л.Л. Товажнянский, П.А. Капустенко, Л.М. Ульянов, Б.Д. Зулин // Междунар. конф. «Математические методы в химии и химической технологии», ММХ-9. Сборник тезисов. Часть 2. Тверь. – 1995. – с. 27-28. 8. Клемеш Й. Применение методов пинч-анализа для реконструкции тепловой сети установок первичной переработки нефти / Й.Клемеш, Л.Л. Товажнянский, Н.Д. Андрийчук, П.А. Капустенко, Л.М. Ульянов, А.Ю. Перевертайленко, Б.Д. Зулин // Третя міжнародна виставка-конф. «Енергозберегаюча техніка і технології» («ЕТТ/Київ-96»). Тези доп. конф.: К. 18-20 квітня 1996 р. / К. – 1996. – с. 31. 9. Товажнянский Л.Л. Построение составных кривых технологических процессов для определения энергетической эффективности различных предприятий / Л.Л. Товажнянский, П.А. Капустенко, Л.М. Ульянов, Б.Д. Зулин, Н.Д. Андрийчук // Материалы междунар. конф. «Информационные технологии: наука, техника, технология, образование, здоровье», microCAD'96. Ч. 1. Х. – 1996. – с. 179. 10. Вержичинская С.В. Химия и технология нефти и газа / С.В. Вержичинская, С.А. Синицин. – «Форум», 2009. – с. 130-131. 11. Товажнянский Л.Л. Интеграция теплоэнергетических процессов в промышленности / Л.Л. Товажнянский, П.А. Капустенко, Л.М. Ульянов // Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики. XIII конф. стран СНГ с международным участием. Труды конф. Севастополь. 14–18 июля 2003, К. – 2003. – с. 116–120. 12. Товажнянский Л.Л. Теплоэнергетическая интеграция установки первичной переработки нефти АВТ А12/2 при работе с вакуумным блоком в зимнее время / Л.Л. Товажнянский, П.А. Капустенко, Л.М. Ульянов, С.А. Болдырев // Інтегровані технології та енергозбереження. 2005. – № 2. – с. 3–11. 13. Товажнянский Л.Л. Теплоэнергетическая интеграция установки первичной переработки нефти АВТ А12/2 при работе в летнее время / Л.Л. Товажнянский, П.А. Капустенко, Л.М. Ульянов, С.А. Болдырев, М.В. Тарновский // Інтегровані технології та енергозбереження. 2006. – № 2. – с. 12–20.

Поступила в редколлегию 22.02.12